

Styczeń 2026

Przegląd rynków surowcowych



Ropa naftowa (Brent)

Notowania ropy naftowej Brent (kontrakt MAR26) w pierwszych dniach stycznia umocniły się do poziomu 61,8 USD/b wraz z niepokojem o konsekwencje amerykańskiej interwencji w Wenezueli. Później nastąpił chwilowy spadek cen ropy -poniżej 60 USD/b po zapowiedzi (D. Trumpa) zakupu od 30 do 50 milionów baryłek wenezuelskiej ropy, co oznaczałoby dodatkową podaż na rynku. Jednak pierwsza połowa miesiąca została zakończona silnym wzrostem notowań Brenta do 66,5 USD/b (14.01) wraz z obawami o interwencję wojskową USA w ogarniętym falą protestów Iranie. Najpierw ceny wzmocniła zapowiedź 25% amerykańskich ceł wtórnych na państwa, które utrzymują relacje biznesowe z Iranem, co wzbudziło obawy o ciągłość dostaw ropy do Chin. Później Iran zapowiedział odwet wobec baz wojskowych USA w regionie, co zrodziło obawy o destabilizację na Bliskim Wschodzie i blokadę Cieśniny Ormuz. Jednak wstrzymanie interwencji USA w tym kraju, połączone ze sporem o Grenlandię z państwami UE, osłabiło ceny Brenta poniżej 64 USD/b². Późniejsze odwołanie 10% ceł na państwa Europy i komunikat o wstępnym porozumieniu w tej sprawie oraz ponowna eskalacja napięcia na linii USA-Iran, wzmocniły Brenta do 65 USD/b (23.01).

1) Dane Bloomberg.

2) Informacje Bloomberg 19.01.2026.

Notowania kontraktu frontowego na ropę naftową Brent¹ (giełda ICE)

USD/b



Ropa naftowa (Brent)

Według serwisu Bloomberg po trzech tygodniach interwencji w Wenezueli, dwie największe spółki handlujące surowcami (Vitol i Trafigura), łącznie załadowały na tankowce 12 mln baryłek ropy, kierując surowiec najpierw do magazynów na Karaibach. Warto zauważyć, że od czasu blokady morskiej USA, flota cienia została „odstraszona”, ale nieodebrany surowiec zapełnił magazyny w kraju, co finalnie doprowadziło do 20% spadku wydobycia z największego pola naftowego w Wenezueli³. Dane US EIA wskazują nieznaczny wzrost dostaw surowca do USA w 2. połowie 2025 roku, po przywróceniu licencji eksportowej dla Chevronu, jednak w najbliższych miesiącach spodziewane jest przyspieszenie importu do USA, co obniża ceny Brenta, przy oczekiwanej rekordowej globalnej nadwyżce surowca. **Z drugiej strony, notowania ropy naftowej wzmacniane są obawami o relacje USA-Iran.** Czwarty największy producent ropy w OPEC (gru'25: 3,4 mln b/d), od czasu amerykańskich restrykcji zwiększył skalę eksportu do samych Chin- drugiego największego konsumenta ropy na świecie⁴. W razie odcięcia Państwa Środka od dostaw z Iranu, konkurencja o dostawy morskie mogłaby gwałtownie wzrosnąć. Iran mógłby w skrajnym scenariuszu zablokować Cieśninę Ormuz, odpowiadająca za 25% globalnego handlu paliwami płynnymi⁵.

3) Dane Bloomberg z 21.01.2026.

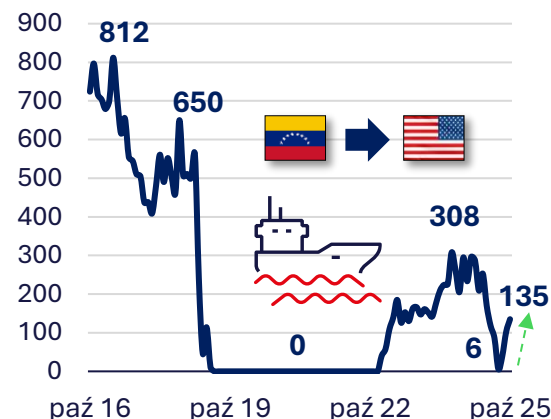
4) Dane Bloomberg odczyt 16.01.2026.

5) Dane IEA: Strait of Hormuz Factsheet, June25.

6) Dane US EIA do paź'25, odczyt 16.01.2026.

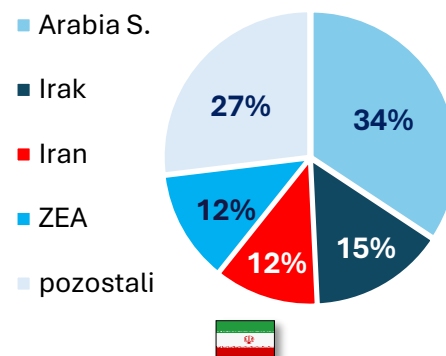
Import wenezuelskiej ropy naftowej do USA⁶, paź'16-paź'25

tys. b/d



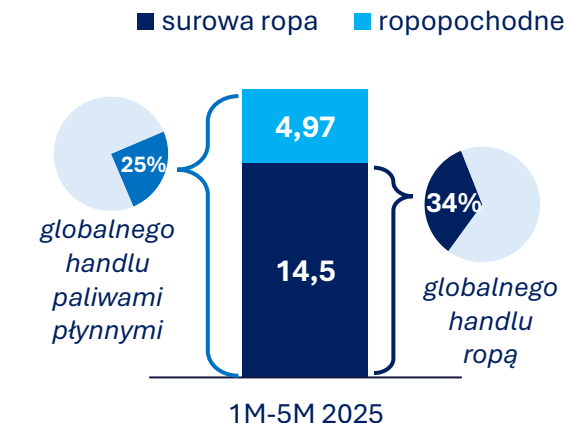
Najwięksi producenci ropy naftowej w Grupie OPEC⁴, gru'25

%



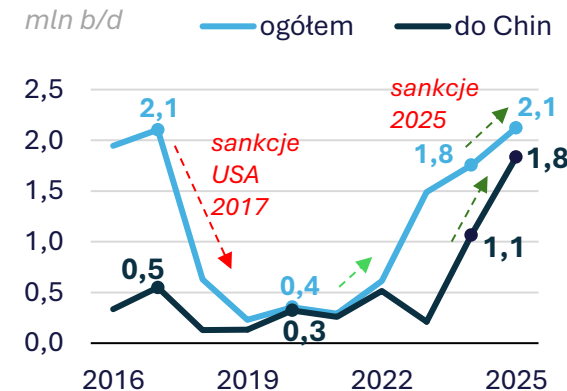
Eksport paliw płynnych przez Cieśninę Ormuz⁵, sty'25-maj'25

mln b/d



Irański eksport ropy naftowej⁴, 2016-2025

mln b/d



Ropa naftowa (Brent)

W styczniu odnotowano spadek morskiego eksportu rosyjskiej ropy do Azji, względem poziomu z grudnia oraz kolejny przyrost (do 205 mln baryłek) wolumenu surowca znajdującego się „na wodzie”. Przyczyną są trudności w dostawach do Indii. Już w grudniu dostawy do tego kraju spadły do najniższego poziomu od trzech lat (1,2 mln b/d vs 1,78 mln b/d w lis’25)⁷. Zarówno sankcje na Rosneft i Łukoil, jak i sankcje UE-27 na import paliw produkowanych w państwach trzecich z rosyjskiej ropy, ograniczyły Moskwie dostęp do indyjskiego rynku zbytu. Państwowa rafineria Mangalore, zaprzestała zakupu surowca z tej destynacji, podczas gdy wiosną 2025 roku, przyjmowała po 200 tys. b/d ropy Urals i Arctic. Nawet spółka Reliance Industries, ograniczyła wolumen przerabianej ropy z Rosji, tylko do wielkości potrzebnych na lokalny rynek⁷. W efekcie część tankowców dryfuje wokół Omanu lub zmienia trasę (np. do Chin), co zwiększa wolumen ropy w tranzycie. Finalnie, znacząco wzrosła liczba tankowców ukrywających finalną destynację w Azji lub pokazujących porty pośrednie zamiast docelowych. Pierwsze efekty zacieśnienia sankcji widoczne na rynku fizycznym, przypadają na okres zwiększonej globalnej produkcji paliw płynnych, głównie przez producentów z OPEC+ (+1,1 mln b/d w 2026 roku), którzy mogą zastąpić Rosję* w zaopatrywaniu Indii⁸.

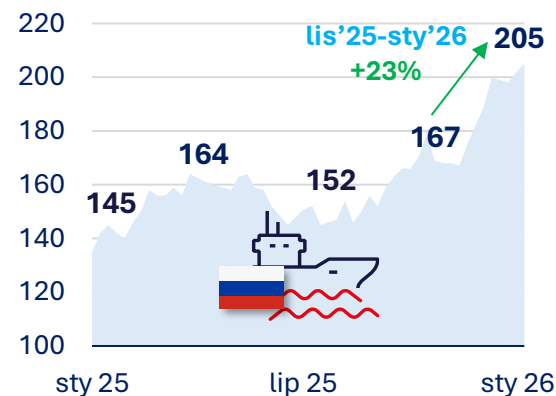
7) Informacje Bloomberg na podstawie danych własnych oraz Kpler z 20.01.26.

8) US EIA STEO JAN’26.

*Rosja również należy do OPEC+, ale mowa o innych krajach z kartelu.

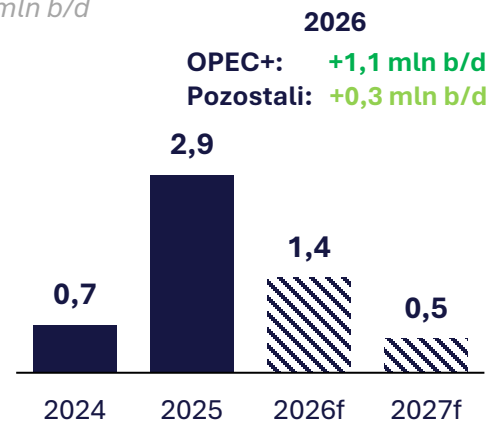
Wolumen rosyjskiej ropy naftowej w tankowcach na wodzie⁷, sty’25-sty’26

mln baryłek



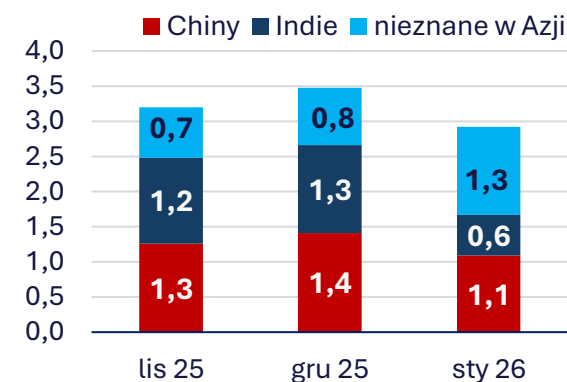
Zmiana globalnej produkcji paliw płynnych 2025-2027⁸

mln b/d



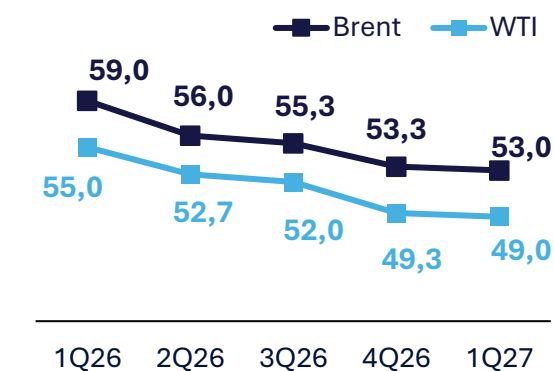
Miejsca docelowe morskiego eksportu rosyjskiej ropy do Azji⁷, lis’25-sty’25

mln b/d średnio w miesiącu



Prognoza cen kontraktów na ropę Brent i WTI⁸ (US EIA)

USD/b



Gaz ziemny (TTF)

Notowania kontraktów na gaz ziemny (TTF FEB26) w pierwszej połowie miesiąca wzrosły z 29 EUR/MWh do 33,2 EUR/MWh wraz z noworoczną falą mrozu w Europie oraz szybkim tempem zużycia zapasów z magazynów.

Druga połowa miesiąca przyniosła wzrost cen powyżej 40 EUR/MWh, co było najwyższym poziomem od wojny 12-dniowej w czerwcu 2025 roku. Zwyżkę notowań napędzały: obawy o drugą falę mrozu w Europie pod koniec miesiąca, wysoki popyt na paliwa kopalne przy niższej produkcji energii z farm wiatrowych w Europie Zachodniej (a we Francji dodatkowo ograniczenie generacji z atomu), eskalacja napięcia na linii USA-Iran, obawy o wzrost konkurencji o LNG z Azją, a także zapowiedzi burz śnieżnych i największej fali mrozu w USA od 2021 roku. Później chwilowa korekta do 36 EUR/MWh (19.01) wynikała z pesymizmu na rynku energii w Europie, po niespodziewanej zapowiedzi 10% amerykańskich ceł na kraje, które wysłały wojsko na Grenlandię. Jednak następujące po tym odwołanie tej decyzji przez D. Trumpa oraz powrót obaw o ciągłość dostaw LNG z USA, chwilowo wzmocniły notowania w punkcie TTF do 43 EUR/MWh w poniedziałek rano (26.01 kontrakt FEB26)¹⁰.

9) Dane Bloomberg.

10) Cena rozliczeniowa na koniec sesji 26.01 wyniosła 39,11 EUR/MWh.

Notowania kontraktu frontowego na gaz ziemny TTF⁹ (giełda ICE)

EUR/MWh



Gaz ziemny (TTF)

Obecny miesiąc najprawdopodobniej zostanie zakończony z unijnymi magazynami wypełnionymi gazem w niecałych 45%, wobec 55% w ubiegłym roku oraz 5-letniej średniej ruchomej dla tego okresu w okolicy 60%¹¹. Zarówno rozpoczęcie zimy z niższymi zapasami niż przed rokiem, jak i dłuższy okres z temperaturą powietrza poniżej 30-letniej sezonowej normy w całej Europie, doprowadziły do znaczącego wzrostu popytu na gaz¹². W efekcie fundusze inwestycyjne, które w grudniu „obstawiały” spadek cen gazu, utrzymując krótką pozycję netto w kontraktach na giełdzie ICE, szacowaną wtedy na 93 TWh, od początku roku zaczęły coraz szybciej zamykać pozycje. Poprzez intensywny odkup kontraktów, trend wzrostowy został wzmocniony, zaś dane z połowy miesiąca (16.01) wskazują, że inwestorzy spekulacyjni przeszli w długą pozycję netto o wolumenie 58 TWh¹³. W kwestii warunków atmosferycznych w Europie, warto dodać, że nawet wyższa temperatura w Europie Zachodniej nie zahamowała wzrostu cen gazu, za sprawą większego popytu w energetyce (niższa generacja z wiatru) oraz utrzymującym się dłużej, sporym zapotrzebowaniu na energię do celów grzewczych w Europie Centralnej i Wschodniej (dodatkowo wysoki eksport gazu do Ukrainy).

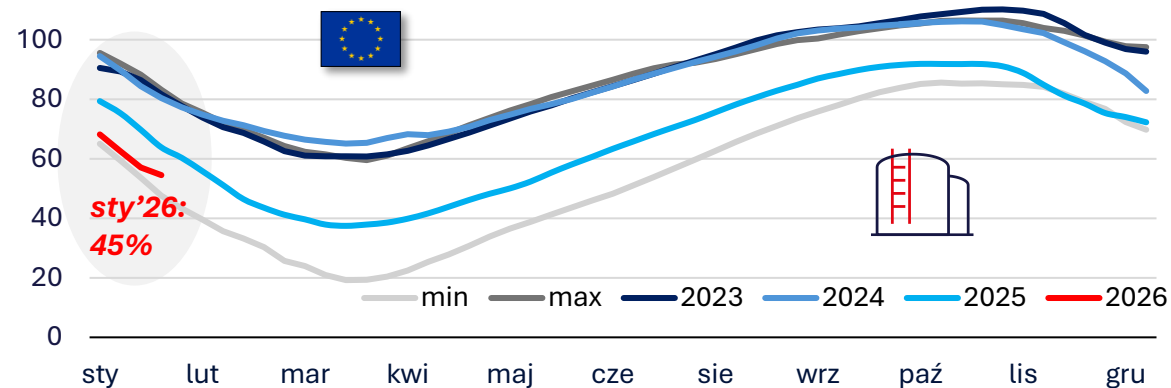
11) Dane GIE AGSI z 26.01.2026.

12) Odczyt Bloomberg z 26.01.2026.

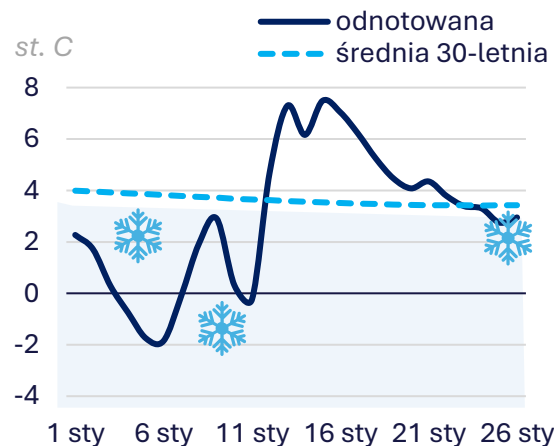
13) Dane Raportu CoT do 16.01.2026 (w LSEG).

Zmiana wypełnienia unijnych magazynów gazu¹¹, 2023-2026

mld m³



Temperatura powietrza w Europie Północno-Zachodniej¹², sty'26



Wolumen pozycji netto funduszy inwestycyjnych w kontraktach na gaz TTF giełdy ICE¹³, 2025-2026

TWh



Gaz ziemny (TTF)

Warto zwrócić uwagę na wydarzenia u największego dostawcy LNG do Europy, czyli w Stanach Zjednoczonych. **Ceny gazu w punkcie Henry Hub wzrosły na przestrzeni tygodnia o 119%**¹⁴. Przyczyną rajdu cenowego była zapowiedź gwałtownej zmiany warunków atmosferycznych w znacznej części kraju, prowadzących do rekordowych ujemnych temperatur w kolejnych dwóch tygodniach. W takiej sytuacji uczestnicy rynku oczekiwali zarówno bardzo wysokiego popytu na gaz do celów grzewczych i do produkcji energii (2024: 43% krajowego miks), a jednocześnie możliwego spadku wydobywania, ze względu na zamarznięcie części infrastruktury (np. odwiertów w Teksasie) i skokowego poboru surowca z magazynów. Wraz z publikacją prognoz, fundusze inwestycyjne podobnie jak w przypadku Europy, rozpoczęły odkup kontraktów, co dodatkowo napędziło wzrost cen¹⁵. W połowie stycznia zapelnienie magazynów w USA przekraczało o 6% normę sezonową, jednak rynek oczekuje szybkiego skonsumowania tej nadwyżki. Dla odbiorców w Europie kluczowa jest ciągłość dostaw LNG z USA. Pobór gazu przez kompleksy w połowie miesiąca wynosił średnio ok 18,5 bcf/d (ok. 547 mln m³/d), jednak po fali mrozu spadł w poniedziałek (26.01) o 49%¹⁵.

14) Notowania kontraktu FEB26 do 26.01.2026.

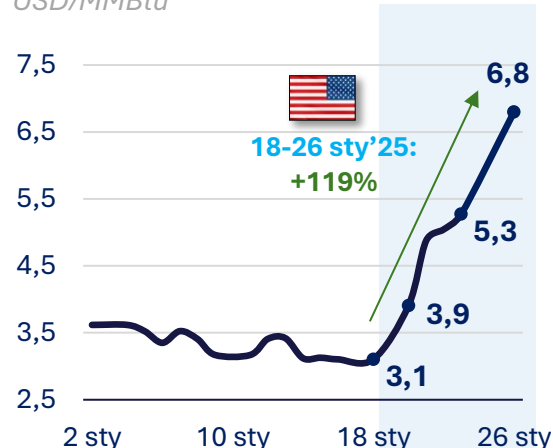
16) US EIA STEO Jan '26.

15) Dane Bloomberg z 26.01.2026.

17) Dane IEEFA Europe LNG Tracker Oct'25..

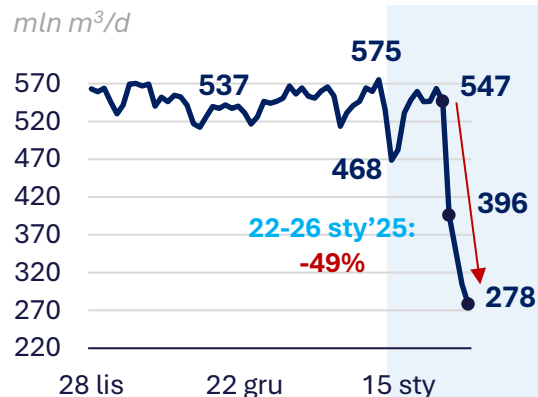
Ceny gazu w punkcie Henry Hub (USA)¹⁴, sty'26

USD/MMBtu



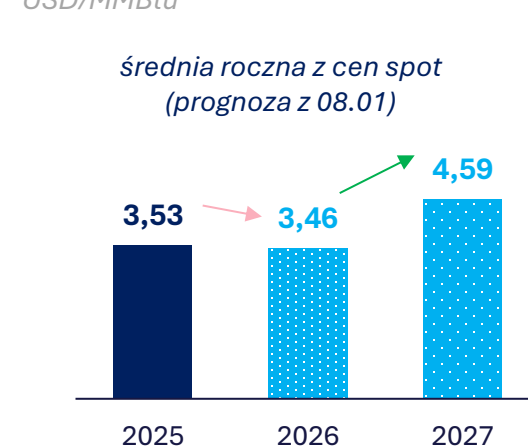
Pobór gazu przez kompleksy eksportowe LNG w USA¹⁵, lis'25-sty'26

mln m³/d

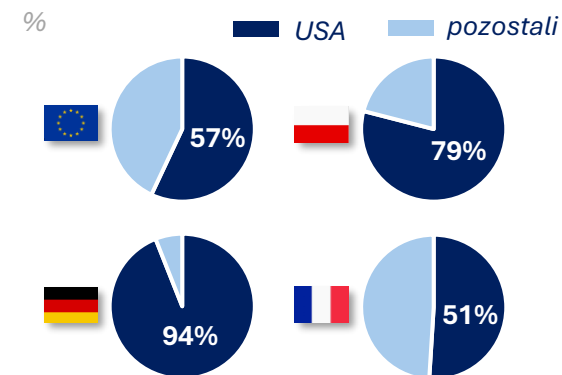


Prognoza US EIA średnich cen gazu w punkcie Henry Hub¹⁶

USD/MMBtu



Udział USA w imporcie LNG do UE-27, Polski, Niemiec i Francji¹⁷, 1H25



Gaz ziemny (TTF)

Oczekiwana „nowa fala podaży LNG” jest widoczna w danych o handlu skroplonym gazem w 4Q25. Eksport LNG z Ameryki Północnej wyniósł 46,4 mld m³ i był o 43% wyższy względem 4Q24, głównie dzięki dwóm nowym kompleksom (Plaquemines, LNG Canada)¹⁸. Większość dodatkowego wolumenu trafiła w poprzednim kwartale do Europy. **Dane International Energy Agency obejmujące cały 2025 rok, wskazują na 30% wzrost importu LNG do Europy OECD do poziomu 175 mld m³.** Przyczynił się do tego znaczący spadek dostaw gazociągami z Rosji, mniejsze dostawy z Norwegii oraz większy wolumen konieczny do zatłoczenia magazynów wiosną¹⁹. W konsekwencji dostawy LNG z USA wzrosły o 60% r/r, pokrywając praktycznie cały dodatkowy popyt. Import LNG z Rosji spadł o 10% r/r, a większość wolumenu (85%) trafiła do portów trzech państw: Francji, Belgii i Hiszpanii. Jednak największy spadek odnotowano w przypadku dostaw gazociągami z Rosji, których wolumen spadł o 45% względem 2024 roku, po wstrzymaniu tranzytu przez Ukrainę¹⁹. IEA oczekuje dalszego wzrostu importu LNG do Europy, przy większym wolumenie potrzebnym do zatłoczenia magazynów po obecnej zimie, a także dodatkowym wolumenie przeznaczonym na eksport do Ukrainy.

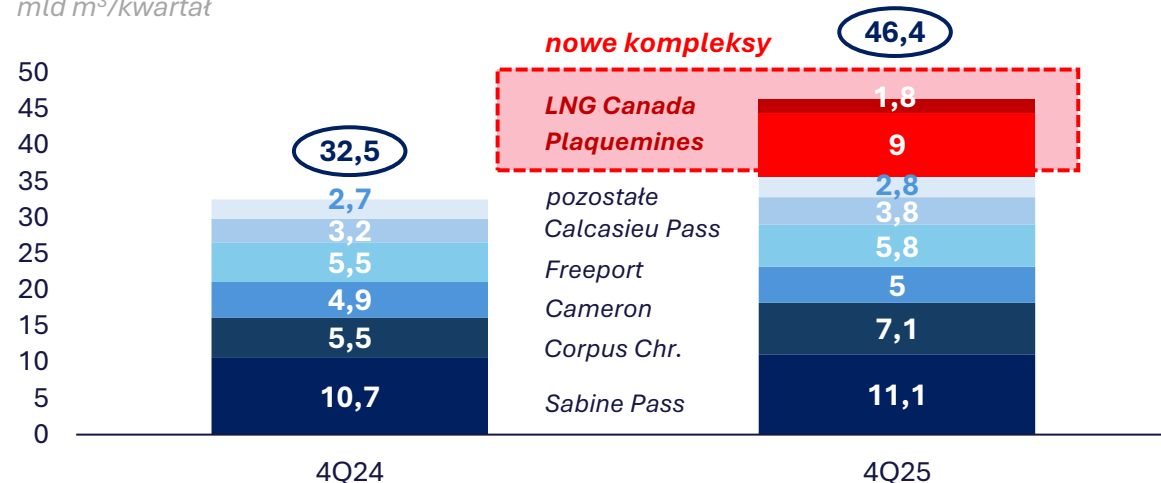
18) Dane: Oxford Institute for Energy Studies Quarterly Gas Review 20.01.2026.

19) Dane: IEA Gas Market Report Q1-2026.

20) Dane Bloomberg dla krzywej styczniowej z 26.01.2026, a dla grudniowej z 17.12.2025.

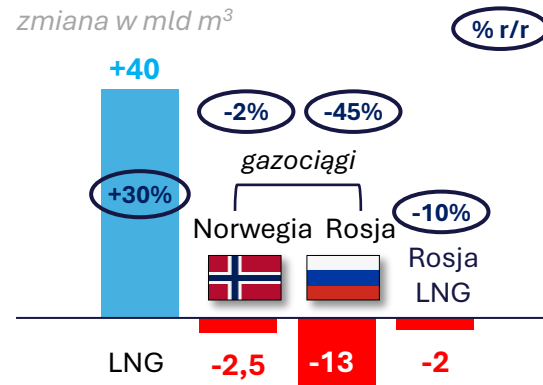
Eksport LNG z Ameryki Północnej według terminali¹⁸, 4Q24 oraz 4Q25

mld m³/kwartał



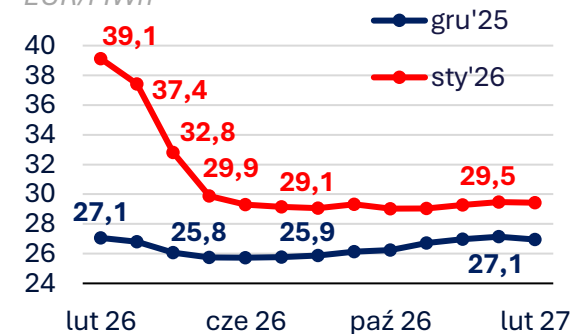
Zmiana wolumenu importu gazu do Europy (główne kierunki)¹⁹, 2025 vs 2024

zmiana w mld m³



Krzywa terminowa kontraktów na gaz (ICE TTF)²⁰

EUR/MWh



Gaz ziemny (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 na polskiej Towarowej Giełdzie Energii również prezentowały tendencję wzrostową, chociaż styczniowa zwyżka nie była tak duża, jak w przypadku kontraktów miesięcznych czy spotowych²¹. Tymczasowy charakter czynników napędzających trend wzrostowy, powoduje, że uczestnicy rynku oczekują napiętej sytuacji podażowej głównie w krótkim okresie (do zakończenia sezonu grzewczego). Ceny w kontrakcie CAL27 w pierwszej dekadzie miesiąca spadły z poziomu 132,5 PLN/MWh do 128,5 PLN/MWh (09.01), a następnie zaczęły sukcesywnie rosnąć, osiągając poziom prawie 139 PLN/MWh w ubiegły czwartek (22.01). Jednak późniejsze zapowiedzi nieznacznego ocieplenia również w Europie Centralnej, doprowadziły do spadku cen w okolice 133,5 PLN/MWh (26.01). W obecnym miesiącu zapętnienie krajowych magazynów gazu spadło do 69%, co jest zbliżonym poziomem do zeszłorocznego²². Wstępne dane Eurelectric wskazują, że udział gazu w polskiej strukturze wytworzenia energii elektrycznej wynosił ok. 19% (licząc do 23.01) wobec ponad 20% w grudniu²³. Jednak w styczniu ubiegłego roku udział gazu w krajowym miksie wynosił jeszcze niecałe 15%.

21) Dane TGE: DKR z godziny 14:00.

23) Dane Eurelectric z 26.01.2026.

22) Dane GIE AGSI odczyt 26.01.2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na gaz²¹ (TGE)

PLN/MWh



Gaz ziemny (TGE)

Ubiegły rok był kolejnym ważnym okresem ekspansji gazu ziemnego w Polsce. Dane Gaz-System wskazują, że w terminalu w Świnoujściu odebrano 81 dostaw LNG, zaś Bloomberg oszacował ich wolumen na ok. 6,2 mln ton (ponad 8 mld m³)²⁴. Oznacza to przyrost importu skroplonego gazu o 22% r/r. Operator wskazał również na ustanowienie nowego rekordu przesyłu gazu (22,8 mld m³), który dotychczas został ustanowiony w 2021 roku (21,3 mld m³). Ponadto eksport do Ukrainy wyniósł 2 mld m³ (99% całkowitego eksportu), co oznacza trzykrotny wzrost wobec wolumenu z 2024 roku²⁵. Co więcej, od lutego do kwietnia całkowita przepustowość do Ukrainy wzrosła o 20%, dzięki modernizacji stacji pomiarowej w Hermanowicach²⁶. Poza wzrostem dostaw LNG, zeszły rok upłynął pod znakiem rosnącego zużycia gazu w systemie elektroenergetycznym. W samym grudniu ustanowiono rekord produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego i koksowniczego na poziomie 3,2 TWh (20,4% miks). Był to wzrost o 33% r/r. Dane Forum Energii wskazują, że w całym 2025 roku wyprodukowano z gazu o prawie 24% więcej energii elektrycznej (łącznie ok. 26,8 TWh). Zainstalowane moce wzrosły 0,4 GW (głównie kogeneracja) do poziomu 5,9 GW na koniec roku²⁷.

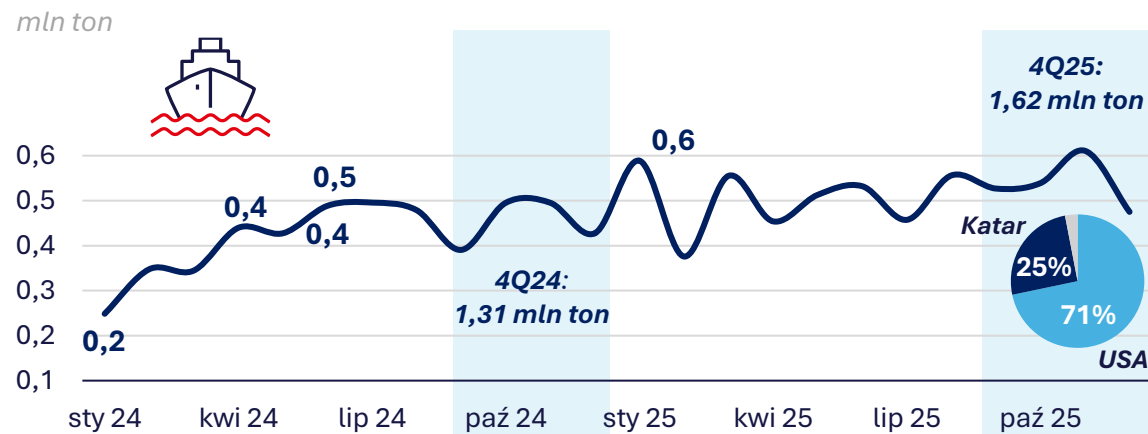
24) Dane Bloomberg odczyt 16.01.2026.

25) Komunikat Gaz-System z 12.01.2026.

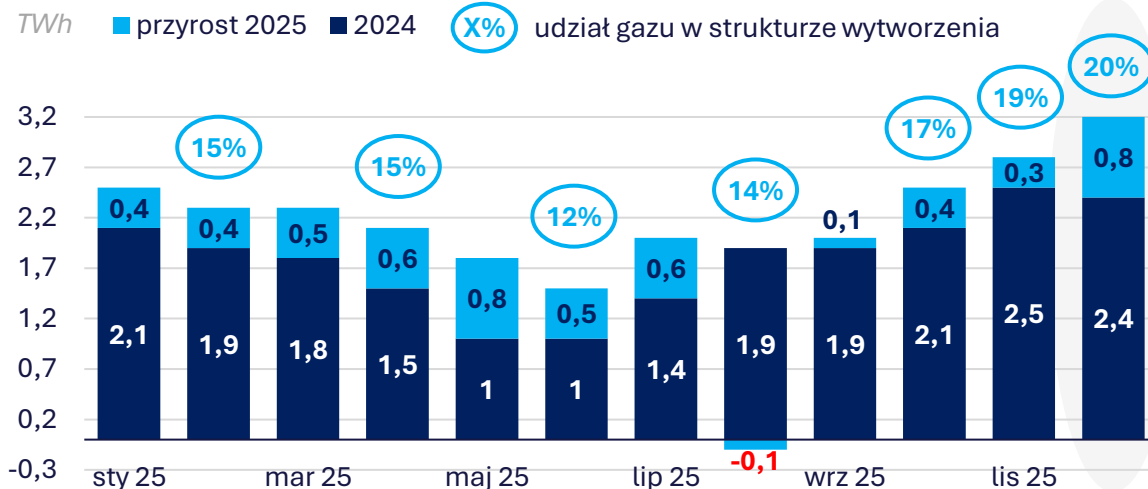
26) Komunikat Gaz-System z 19.01.2026.

27) Dane: Forum Energii „Miesięcznik Forum Energii Grudzień 2025” oraz „2025 wrapped”.

Import LNG do Polski (wolumenowo)²⁴, 2024-2025



Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego w Polsce³⁰, 2025



Energia elektryczna (TGE)

Notowania kontraktu CAL27 (Base) na Towarowej Giełdzie Energii wzrosły z niecałych 426 PLN/MWh na początku stycznia do prawie 455 PLN/MWh w połowie miesiąca (16.01)²⁸. Warto zauważyć, że w tym samym dniu notowania uprawnień do emisji osiągnęły rekordowe 92,2 EUR/t, a ceny gazu w punkcie TTF wzrosły o 11% podczas jednej sesji. Później CAL27 uległ korekcie do 443 PLN/MWh wraz z chwilową deeskalacją napięcia wobec Iranu oraz pesymizmem na rynku energii w Europie, po tym jak D. Trump zapowiedział nałożenie ceł na niektóre państwa Europy (kwestia Grenlandii i równoczesna korekta na rynku gazu, EUA i węgla)²⁹. Jednak po odwołaniu „karnych ceł” przez Prezydenta USA oraz przy niższej produkcji energii z farm wiatrowych, nastąpiło sukcesywne umocnienie cen energii elektrycznej w kontrakcie rocznym do 447 PLN/MWh w obecnym tygodniu (26.01). Dane PSE wskazują, że 14 stycznia (o 11:00) ustanowiono rekord generacji mocy z krajowych źródeł na poziomie 28,9 GW netto (30,5 GW brutto)³⁰. Warto zauważyć, że 60% energii wytworzono z węgla, a 14% z gazu ziemnego. OZE odpowiadały za nieco ponad 21% generacji. Wraz z niską temperaturą w tym miesiącu, Eurelectric szacuje udział węgla w polskim miksie na ponad 55%³¹.

28) Dane TGE - DKR z godziny 14:00.

30) Informacje PSE z 15.01.2026.

29) Dane Montel Research.

31) Dane Eurelectric z 23.01.2026.

Notowania kontraktu rocznego CAL27 na energię elektryczną²⁸ (TGE)

PLN/MWh



Energia elektryczna (TGE)

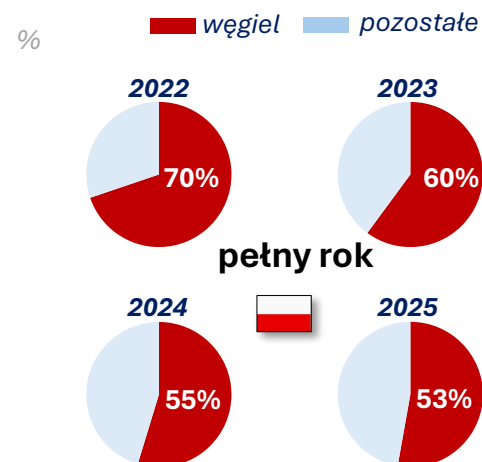
Pomimo uzależnienia polskiego systemu elektroenergetycznego od spalania węgla w okresie zimowym, warto zwrócić uwagę na postępy w jego dekarbonizacji na przestrzeni ubiegłego roku. Dane Ember wskazują, że produkcja energii elektrycznej z węgla w Polsce spadła o 6,6% względem 2024 roku oraz osiągnęła nowe minimum na poziomie 87 TWh³². Ponadto jak wskazują dane Forum Energii, podczas 5 miesięcy w roku jego udział nie przekraczał 50% struktury wytworzenia. W całym 2025 roku udział w miksie oszacowano wstępnie na 52,8%³³. Spadek zużycia wysokoemisyjnego węgla można przypisać zarówno uruchomieniu nowych bloków gazowych i niższym cenom giełdowym w 2025 roku, ale również rekordowemu udziałowi OZE (31,6%) w krajowej strukturze wytworzenia. Na przestrzeni ubiegłego roku zainstalowane moce farm wiatrowych wzrosły o 12%, zaś instalacji fotowoltaicznych o 22%³⁴. Jednak rosnący udział tych drugich, prowadzi do silnego rozchwiania cen spotowych (głównie latem przy nieelastycznym systemie) na rynku energii (RDN). Dane Forum Energii wskazują, że w ubiegłym roku odnotowano 400 godzin z ujemnymi cenami energii (podwojenie względem 2024 roku), a najniższa w historii wynosiła -528 PLN/MWh (w czerwcu)³³.

³²) Ember: European Electricity Review 2026.

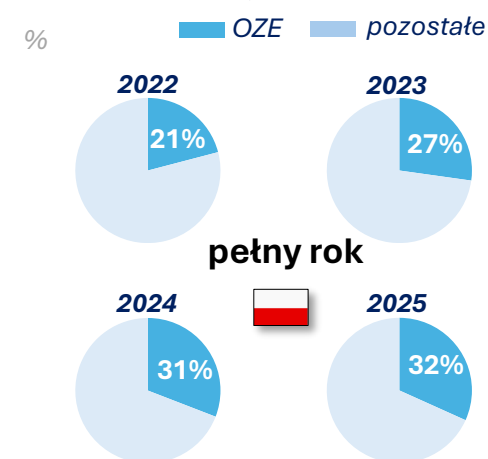
³⁴) Dane statystyczne ARE oraz PSE.

³³) Dane Forum Energii.

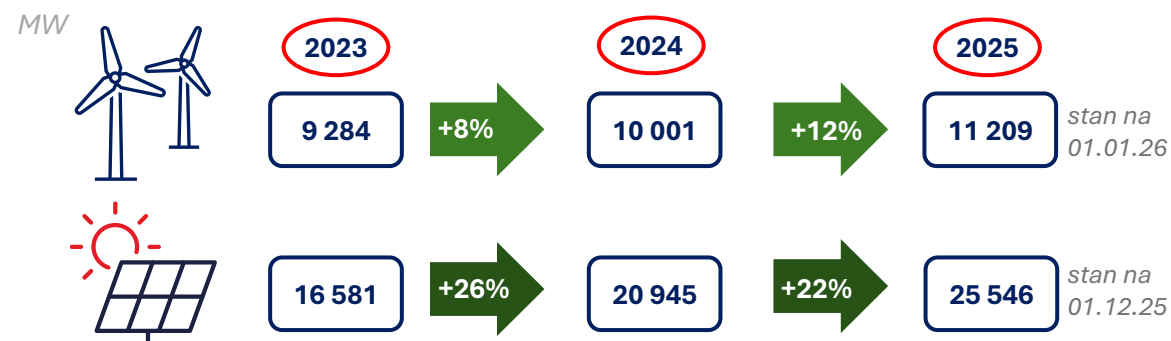
Udział węgla w polskiej strukturze wytworzenia³², 2022-2025



Udział OZE w polskiej strukturze wytworzenia³³, 2022-2025



Zainstalowane moce farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych na koniec roku, 2023-2025



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Notowania uprawnień do emisji w kontrakcie grudniowym (DEC26) w pierwszej połowie miesiąca wzrosły z 87,3 EUR/t do najwyższego poziomu od czerwca 2023 roku tj. 92,2 EUR/t. Pomimo powrotu aukcji na rynku pierwotnym (większa podaż), popyt na uprawnienia i ceny rozliczeniowe tych aukcji były na tyle wysokie, aby **wzmocnić przekonanie uczestników rynku o napiętym bilansie popytowo-podażowym w obecnym roku**³⁶. Ponadto **ochłodzenie w Europie zwiększyło popyt na paliwa kopalne**, co dodatkowo wzmacniało ceny EUA, chociaż powrót do większego skorelowania z notowaniami gazu, nastąpił w połowie miesiąca. **Uprawnienia do emisji reagowały na zmienne nastroje europejskich rynków akcji**, zarówno w chwilach optymizmu (lepsze dane z przemysłu strefy euro i wzrost cen EUA), jak i przy rosnących obawach. Wyrazem zaniepokojenia była korekta notowań uprawnień do 85 EUR/t, po tym jak D. Trump zagroził nałożeniem ceł na państwa Europy, wysyłające wojska na Grenlandię³⁶. W ubiegłym tygodniu nastąpiło jednak **ponowne umocnienie notowań EUA (powyżej 88 EUR/t) wraz z rajdem cenowym na rynku gazu i narastającymi obawami o zmniejszenie dostaw LNG do Europy w konsekwencji fali mrozu w USA**.

35) Dane Bloomberg.

36) Dane LSEG z 12.01 oraz 19.01.2026.

Notowania uprawnień do emisji CO₂ w kontrakcie DEC26³⁵ (giełda ICE)

EUR/t



Uprawnienia do emisji CO₂ (EUA)

Warto dodać, że sygnały o nieco mniejszej podaży energii z francuskich elektrowni atomowych (w pierwszej połowie miesiąca) oraz o ograniczonych mocach skandynawskich hydroelektrowni w ubiegłym tygodniu, wzmacniały ceny EUA, przy oczekiwanym większym zużyciu paliw kopalnych w energetyce³⁷. **Na styczniowe wydarzenia zareagowali inwestorzy spekulacyjni, zwiększając po raz kolejny swoje zaangażowanie w wolumenie długich pozycji netto, który wzrósł do rekordowego poziomu 126 mln ton (16.01).** Notowania EUA mogą w najbliższym czasie podążać w podobnym kierunku do cen gazu (TTF), mając na uwadze jego dużą rolę w zimowej strukturze wytworzenia energii w Europie oraz obserwowanym umocnieniu notowań u kluczowego dostawcy (HH w USA) oraz u konkurentów (JKM w Azji). Jednak obawy o eskalację USA-Iran mogą w obecnym tygodniu zwiększać zmienność cen EUA wraz z negatywnym sentymentem na rynku akcji z tego tytułu. Warto jednak zauważyć, że nawet wysoki popyt na paliwa kopalne w zimie (jak w 1Q25), może pozwolić na postępy w unijnej dekarbonizacji w skali całego roku. Dane Ember wskazują, że w 2025 roku udział słońca i wiatru (30,1% tj. 841 TWh) w produkcji energii elektrycznej UE, po raz pierwszy w historii był wyższy od udziału paliw kopalnych w jej wytworzeniu (29% tj. 809 TWh)³⁸.

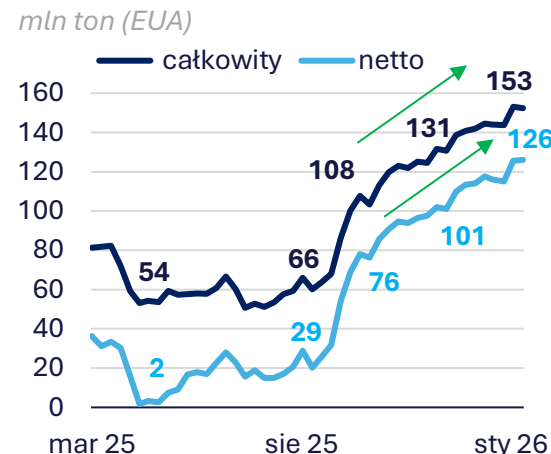
37) Dane Montel Research z 22.01.2026.

38) Ember Electricity Data Explorer.

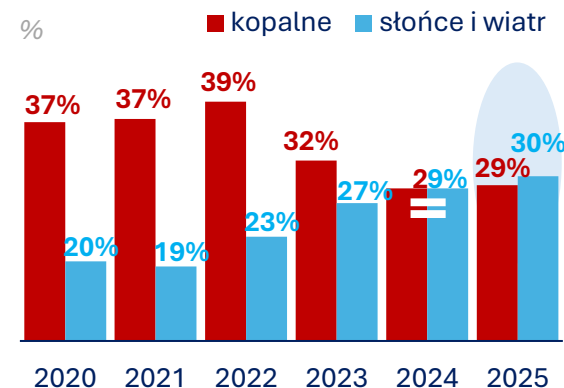
39) Dane LSEG do 16.01.2026.

40) Średnia z prognoz ankietowanych instytucji w styczniu 2026.

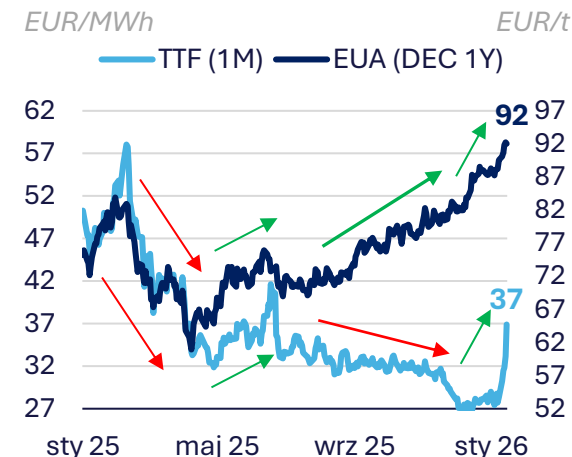
Wolumen długich pozycji funduszy inwestycyjnych (giełda ICE)³⁹, 2025



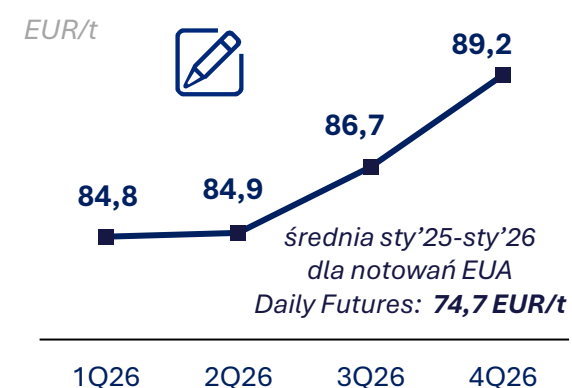
Udział paliw kopalnych, słońca i wiatru w unijnej produkcji energii elektrycznej³⁸, 2020-2025



Zmiana notowań EUA oraz gazu TTF sty'25-sty'26³⁹



Prognoza cen uprawnień do emisji (ankieta Bloomberg sty'26)⁴⁰



Węgiel energetyczny (API2)

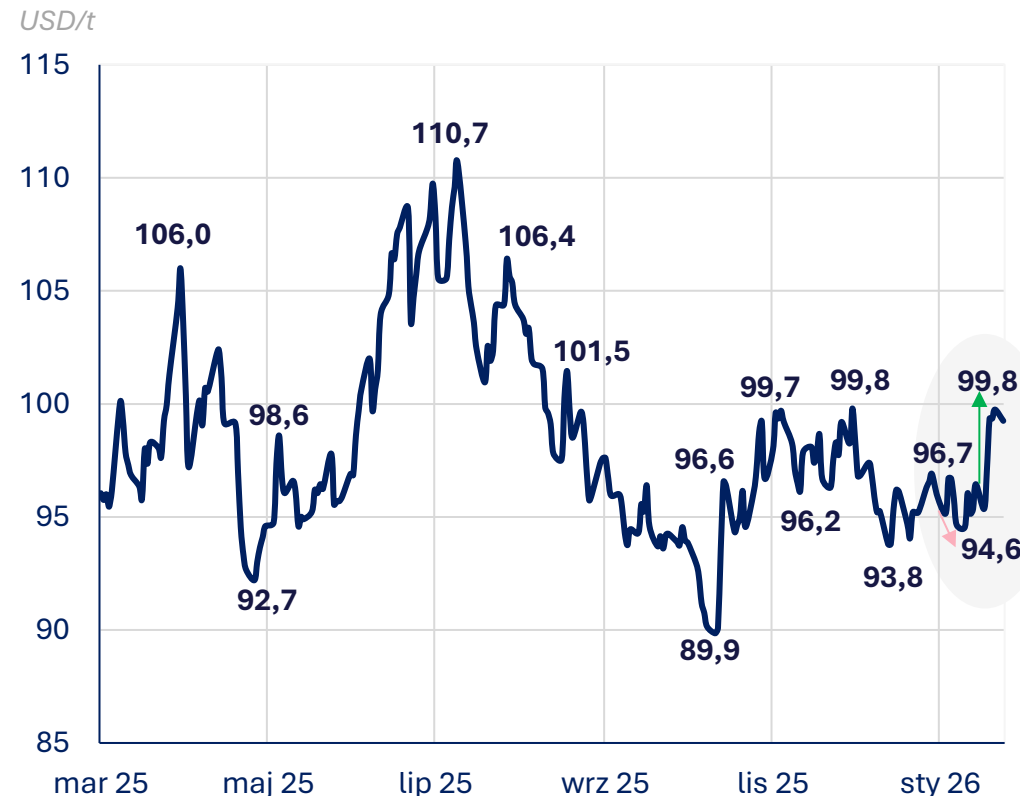
Notowania kontraktu (FEB26) na węgiel energetyczny (API2) w pierwszych dniach stycznia wzrosły do 96,7 USD/t (07.01) wraz z falą mrozu w Europie. Dane LSEG wskazują, że spalanie węgla kamiennego w niemieckiej energetyce w czasie 7 dni liczonych do 11 stycznia wzrosło o 30% r/r. Jednak na początku miesiąca niższe ceny gazu, przemawiały nadal na jego korzyść względem wysokoemisyjnego węgla (oraz przy stale rosnących cenach EUA)⁴². Później nastąpił lekki spadek notowań API2 do 94,6 USD/t (12.01) wraz z prognozami znaczącego wzrostu styczniowego importu węgla energetycznego do Europy (szacunek Kpler +87% m/m) oraz wystarczającego poziomu zapasów surowca w terminalach ARA (3,4 mln ton)⁴². Jednak od 20 stycznia nastąpił dynamiczny wzrost cen węgla w ślad za rajdem cenowym na rynku gazu. W efekcie różnica pomiędzy krótkoterminowym kosztem krańcowym spalania węgla i spalania gazu w niemieckiej energetyce była minimalna (na rzecz gazu). Co więcej, ograniczona produkcja energii z farm wiatrowych w Europie Północno-Zachodniej oraz temperatura powietrza poniżej długoletniej normy sezonowej, zwiększały potrzebę wsparcia systemu przez paliwa kopalne.

41) Dane Bloomberg.

42) Dane LSEG z 09.01 oraz 16.01.2026.

43) Informacje Montel Research oraz Kpler z 26.01.2026.

Notowania kontraktu frontowego na węgiel energetyczny API2⁴¹ (giełda ICE)



Węgiel energetyczny (API2)

Co ciekawe, rosnące stawki za dostawy LNG do Azji (z powodu ochłodzenia i podążania za cenami w UE i USA), mogą zwiększyć popyt na węgiel w tamtejszej energetyce, ze względu na jego dużą dostępność, system pozwalający na dość sprawne przejście pomiędzy gazem a węglem, a także jego niższe koszty względem importu LNG. Czynnikiem przemawiającym za wyższym popytem w samej Japonii jest opóźnienie restartu elektrowni atomowej Kashiwazaki-Kariwa, ze względu na dodatkowe przeglądy techniczne. Prognozy LSEG wskazywały, że uruchomienie kompleksu ograniczy import węgla energetycznego przez Japonię nawet o 2,5 mln ton w skali roku⁴⁴. Ponadto dość optymistyczne dane o chińskim imporcie węgla w grudniu (łącznie 58,6 mln ton tj. +12% r/r), zwiększyły nadzieję uczestników rynku na większy popyt importowy Państwa Środka w 2026 roku⁴⁵. Powodem dobrego wyniku w grudniu był wcześniejszy wzrost cen na rynku krajowym, co zwiększyło opłacalność dostaw drogą morską. Jednak w skali całego roku Państwo Środka zmniejszyło import węgla energetycznego o 11% r/r (o 40 mln ton), przy wzroście produkcji energii z OZE i atomu łącznie o 15% r/r⁴⁶. Pomimo tego w 2025 roku odnotowano rekordowe krajowe wydobycie węgla (4,83 mld ton tj. +1,2% r/r) nawet przy odgórnym (inspekcje) regulowaniu nadprodukcji⁴⁵.

44) Dane LSEG z 26.01.2026.

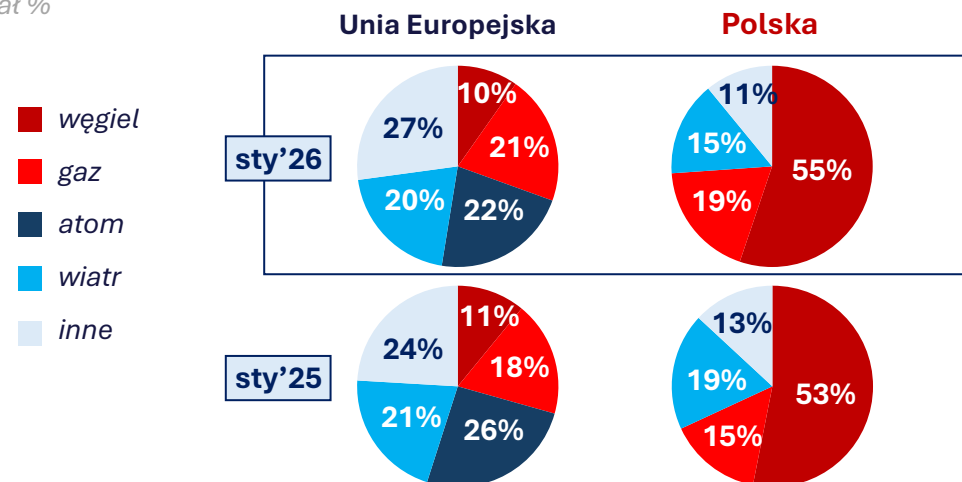
45) Dane NBS Chin oraz China Customs ze sty'26.

46) Informacje Reuters z 23.01.2026.

47) Dane Eurelectric do 23.01.2026 (łącznie).

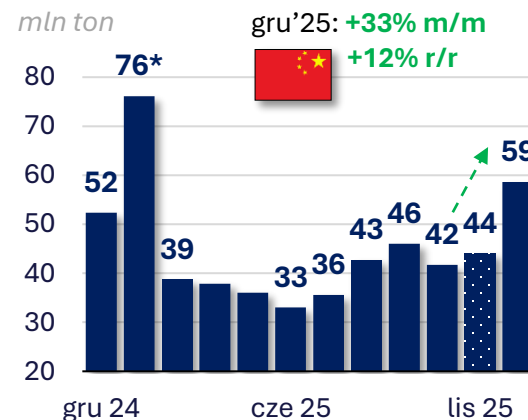
Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce i UE-27⁴⁷, sty'26 vs sty'25

udział %



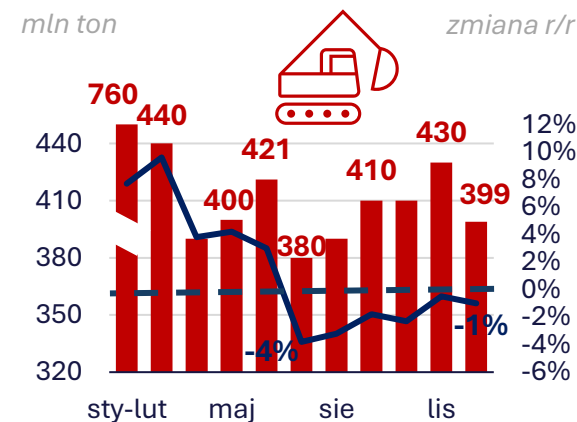
Chiński import węgla (ogółem)⁴⁵, gru'24-gru'25

mln ton



Wydobycie węgla w Chinach⁴⁵, 2025

mln ton



Zmiany notowań kontraktów na wybrane surowce energetyczne

Ceny rozliczeniowe (settlement price) z dnia: 26.01.2026

Surowiec	Kontrakt	Cena	Zmiana m/m	Zmiana r/r
Ropa naftowa (USD/b)	ICE Brent (1M)	65,59	+8%	-15%
Gaz ziemny (EUR/MWh)	ICE TTF (1M)	39,11	+40%	-18%
Gaz ziemny (PLN/MWh)	TGE CAL (1Y)	133,50	+1%	-30%
Energia elektryczna (PLN/MWh)	TGE CAL Base (1Y)	447,22	+4%	-3%
EUA (EUR/t)	ICE EUA (DEC26)	87,13	-1%	+10%
Węgiel energetyczny (USD/t)	ICE API2 (1M)	99,25	+5%	-6%

Autor raportu: Magdalena Płaczek

Adres e-mail: magdalena.placzek@unimot-eig.pl

Materiał przygotowany według danych na dzień: 26.01.2026

NOTA INFORMACYJNA

Niniejszy dokument przygotowany przez Unimot S.A. (dalej „Dokument”) ma charakter informacyjno-edukacyjny i nie stanowi porady prawnej lub inwestycyjnej.

Dokument został stworzony na podstawie informacji uzyskanych z publicznych źródeł informacji, które Unimot S.A. uważa za wiarygodne. Unimot S.A. nie ponosi odpowiedzialności za kompletność lub dokładność informacji przedstawionych w Dokumencie. Wszelkie analizy lub opinie zawarte w Dokumencie stanowią osąd analityków na dzień stworzenia Dokumentu i mogą one ulec zmianie. Unimot S.A. nie jest zobowiązany do aktualizowania treści Dokumentu w przyszłości.

Dokument został stworzony wyłącznie do celów informacyjnych i nie stanowi, w całości lub części, oferty w rozumieniu art. 66 Kodeksu Cywilnego. Dokument nie stanowi reklamy.

Unimot S.A. nie ponosi odpowiedzialności za skutki podjętych przez odbiorcę Dokumentu decyzji, w tym m.in. działań inwestycyjnych lub prawnych podjętych na podstawie analiz zawartych w Dokumencie.

Dokument stanowi utwór w rozumieniu ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 2509 z późn. zm.). Wszelkie działania naruszające prawa autorskie majątkowe Unimot S.A. oraz prawa autorskie osobiste twórców Dokumentu są zabronione. Powielanie lub rozpowszechnianie Dokumentu lub jego części może zostać dokonane po uprzednim uzyskaniu pisemnej zgody Unimot S.A.

Dziękujemy za uwagę

UNIMOT S.A. jest niezależną grupą paliwowo-energetyczną, która w swojej multienergetycznej ofercie posiada: olej napędowy (ON), benzyny, biopaliwa (Bio), gaz płynny (LPG), gaz ziemny (w tym LNG), produkty asfaltowe, a także energię elektryczną. Od 2016 r. spółka należy do stowarzyszenia AVIA International, dzięki czemu jako pierwsza polska firma uzyskała prawo do budowania i rozwoju sieci stacji paliw AVIA w Polsce i Ukrainie.

UNIMOT S.A. ma niemal 30 lat doświadczenia na rynku paliwowym, specjalizuje się w hurtowej sprzedaży oleju napędowego oraz dystrybucji pozostałych paliw płynnych, zarówno na terenie kraju, jak i poza jego granicami. Firma rozwija także segment fotowoltaiki, m.in. pod marką AVIA Solar, oraz inwestuje w kolejne sektory OZE.

Od marca 2017 r. spółka notowana jest na głównym parkiecie Giełdy Papierów Wartościowych.

